

Министерство образования и науки Российской Федерации
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г. ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геологии и геохимии
горючих ископаемых

**ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ДОРАЗВЕДКИ ДЕВОНСКИХ
ЗАЛЕЖЕЙ ПЕРЕЛЮБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(Саратовская область)**

АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

студента 6 курса 612 группы
специальности 130304 - геология нефти и газа
геологического факультета
Кибкало Антона Александровича

Научный руководитель
кандидат геол.-мин. н., доцент

_____ М.П. Логинова
подпись, дата

Зав. кафедрой
доктор геол. – мин. н., профессор

_____ А.Д. Коробов
подпись, дата

Саратов 2016 год

Введение

Объектом исследования является Перелюбское месторождение, расположенное на территории Перелюбского лицензионного участка, в Перелюбском районе Саратовской области в 10 км юго-восточнее рабочего посёлка Перелюб. В тектоническом отношении оно приурочено к юго-западному склону Бузулукской впадины, зоне развития Камелик-Чаганской системы линейных дислокаций. Несмотря на длительную историю изучения месторождения, выявленные залежи бурением и опробованием изучены неравномерно, в связи с чем значительная часть запасов нефти на месторождении оценена по категории С₂.

Целью дипломной работы является геологическое обоснование доразведки девонских залежей на Перелюбском месторождении.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

- освещение геолого-геофизической изученности;
- систематизация сведений о литологии и стратиграфии разреза;
- изучение структурных планов горизонтов среднего и верхнего девона;
- обобщение материалов по нефтегазоносности, выявление участков месторождения, где необходимо бурение дополнительных разведочных скважин.

В основу дипломной работы положены результаты и материалы различных организаций, проводивших геолого-геофизические работы, бурение поисковых и разведочных скважин, подсчет запасов на Перелюбском месторождении, результаты лабораторных исследований керна и шлама.

Дипломная работа состоит из введения, 4 глав, заключения и содержит 51 страницу текста, 4 таблицы, 2 рисунков, 6 графических приложений. Список использованных источников включает 20 наименований.

Основное содержание работы

Систематические геологические исследования в изучаемом районе начаты в 50-е годы прошлого столетия. К настоящему времени площадь изучена геологической съемкой, структурным бурением, геофизическими, геохимическими и

геотермическими исследованиями, частично изучена сейсморазведкой КМПВ и МПОВ.

В 1977-79 годах в пределах площади проводились сейсмические исследования, по результатам этих работ был закартирован ряд локальных малоамплитудных и малоразмерных положительных структур в отложениях осадочного чехла (группа Натальинских поднятий).

Перелюбская площадь в 1981-1988 гг. многократно изучалась сейсморазведкой 2Д МОГТ.

В 1995-99 годах проведены высокоразрешающая электроразведка с измерением параметра вызванной поляризации ВРЭ-ВП и полевые сейсмические исследования 3Д АМОС. Данные ВРЭ-ВП позволили выделить прогнозные контуры нефтеносности в целевых интервалах девона и карбона.

В 1993 г. первооткрывательницей многопластового Перелюбского месторождения нефти, газа и конденсата в отложениях девонского возраста явилась поисковая скважина №2.

В 1998 – 2003 гг. проведена большая работа по интерпретации и переработке сейсмического материала по Перелюбскому участку. В 1999 году выполнены полевые и камеральные сейсморазведочные работы 3Д по методике АМОС, в результате построены структурные карты по отражающим горизонтам карбона (C_{2vr} , C_{2b} , C_{2bb} , C_{2ok}) и девона (D_{3k+p} , D_{2ar} , D_{2af}), даны рекомендации по заложению первоочередных скважин.

В 2003 г. по воробьевской и ардатовской залежам УВ сделан оперативный пересчет запасов с незначительным их приростом по категории C_2 .

Таким образом, в результате интерпретации данных сейсморазведки 3Д были построены и уточненные структурные карты по опорным горизонтам D_2^{af} , D_2^{ar} , D_3^{kn} , C_1^{bb} , C_1^{ok} , C_2^b и C_2^{vr} .

Хорошая степень сейсморазведанности и невысокая плотность пробуренных поисково-разведочных скважин в некоторых частях структуры позволяют сделать вывод о недостаточной изученности месторождения. На месторождении необходимо продолжить геологоразведочные и исследовательские работы.

На территории Перелюбского месторождения и прилегающих к нему соседних месторождениях Бузулукской нефтегазоносной области вскрыт разрез от отложений кайнозойской эратемы до кристаллических пород архейского фундамента.

Отложения архейского фундамента представлены гранито-гнейсами (толщина 10 м). Палеозойская эратема представлена девонской, каменноугольной и пермской системами.

Девонская система в свою очередь представлена средним и верхним отделами. В состав среднего отдела входят эйфельский и живетский ярусы, представленные клинцовским горизонтом (толщина 100 м), мосоловским горизонтом (толщина 50 м), черноморским горизонтом (толщина 30 м), воробьевским горизонтом (толщина 65 м), ардатовским горизонтом (толщина 65 м), муллинским горизонтом (толщина 30 м). По составу средний отдел представлен песчаниками мелкозернистыми, известняками, аргиллитами. В составе верхнего отдела входят франкий и фаменский ярусы, представленные пашийским и тиманским горизонтами (толщина 80 м), саргаевским и семилукским горизонтами (толщина 15 м), воронежским горизонтом (толщина 35 м), евлановским и ливенским горизонтами (толщина 110 м), данковским и лебедянским горизонтами (толщина 150 м), заволжским надгоризонтом (толщина 240 м). По составу верхний отдел представлен преимущественно известняками, песчаниками и аргиллитами.

Каменноугольная система в свою очередь представлена нижним, средним и верхним отделами. В состав нижнего отдела входят турнейский, визейский, серпуховский (толщина 180 м) ярусы, представленные малевским горизонтом (толщина 15 м), упинским горизонтом (толщина 55 м), черепетским и кизеловским горизонтами (толщина 65 м), бобриковским горизонтом (толщина 30 м), тульским горизонтом (толщина 65 м), алексинским, Михайловским и веневским горизонтами (толщина 325 м). По составу нижний отдел представлен известняками, глинами и песчаниками. В состав среднего отдела входят башкирский и московский ярусы, представленные прикамским горизонтом (толщина 65 м),

мелекесским и верейским горизонтами (толщина 120 м), каширским горизонтом (толщина 305 м), подольским горизонтом (толщина 250 м), мячковским горизонтом (толщина 180 м). По составу верхний отдел (толщина 80 м) представлен известняками и доломитами.

Породы пермской системы выделяются в объеме приуральского, биармийского и татарского отделов. В состав приуральского отдела входят артинский ярус (толщина 220 м), кунгурский ярус представленный филипповским горизонтом (толщина 105 м), иреньским горизонтом (толщина 855 м). По составу приуральский отдел представлен известняками, доломитами, ангидридами и каменной солью. В состав биармийского отдела входит казанский ярус (толщина 190 м). По составу биармийский отдел представлен известняками, доломитами и аргиллитами. Татарский отдел (толщина 100 м) по составу представлен глинами, песчаниками, алевролитами.

Мезозойские отложения представлены триасовой системой. В состав триасовой системы входит нижний отдел (толщина 70 м), по составу представлен глинами, песчаниками, алевролитами.

Кайнозойская эратема представлена неогеновой и четвертичной системами. Неогеновая система (толщина 135 м) по составу представлена глинами, алевролитами, песчаками. Четвертичная система (толщина 20 м) по составу представлена суглинками с тонкими прослоями песков.

В тектоническом плане Перелюбское месторождение расположено на юго-западном склоне Бузулукской впадины, в зоне развития Камелик-Чаганской системы линейных дислокаций. По данным сейсморазведочных работ и материалов бурения эта система представляет собой ступенчато погружающиеся вглубь впадины выступы кристаллического фундамента [1].

Платформенный чехол разделяется на 2 структурных этажа. Нижний - составляют породы среднего девона и нижнефранского подъяруса (ОГ D_2^{af} , D_2^{ar} , D_2^{kn}) верхнего девона, верхний – породы среднефаменского подъяруса и каменноугольной системы (ОГ C_1^{bb} , C_{1ok} , C_2b , C_2^{vr}). Они отделяются верхнефранскими отложениями, занимающими промежуточное положение. Амплитуда раз-

рывных нарушений, затрагивающих поверхность фундамента, вверх по разрезу платформенного чехла постепенно уменьшается. Они практически полностью затухают на поверхности ОГ $C_{1ок}$ [2].

Структура по кровле коллектора воробьевского горизонта представлена в виде трех блоков, разделенных разрывными нарушениями, амплитуда которых достигает 200-250 м, при средних значениях 50-100 м. Наиболее приподнятым является центральный блок. В нем воробьевский горизонт поднимается до а.о. 4070 м, а в наиболее погруженных участках опускается до 4250 м, при средних значениях 4100-4200 м. Центральный блок осложнен изометричными структурами. Положительные структуры представлены преимущественно куполами, полукуполами и блоковыми участками. Последние ограничены разнонаправленными разрывными нарушениями. Разрывные нарушения имеют ломанные, извилистые очертания, ограничивая участки изометричной и округлой формы. Южный блок опущен по отношению к центральному. Его наиболее пониженная часть непосредственно ограничена разрывным нарушением, где кровля коллектора воробьевского горизонта располагается на глубинах более 4200 м. В наиболее приподнятой части центрального блока по изогипсе -4130 м замыкающаяся северо-западным тектоническим нарушением структура имеет размеры 1,5x7,5 км с амплитудой 40 м. На южном погруженном блоке в районе скважины №8 прослеживаются вытянутые куполовидные структуры по изогипсе -4150 м замыкающейся юго-западным разрывным нарушением с размерами 1,65x0,75 км с амплитудой 10-20 м. В районе скважины №5 по изогипсе 4140 м куполовидное поднятие имеет размеры 0,6x0,6 км с амплитудой 10 м.

Структура по кровле коллектора ардатовского горизонта, сохраняет преемственность нижележащего структурного плана. Пликативно-дизъюнктивная приподнятая зона центрального блока сохраняет северо-восточную направленность. Максимальная ее амплитуда достигает 50 м при размерах 4x1 км. В районе скважин №2 и №9 куполовидное поднятие, осложненное разрывными нарушениями по примыкающей изогипсе -4055 м имеет размеры 2,5x1,15 км с амплитудой 40 м. На юге месторождения в районе скважины №8 прослеживается

вытянутое поднятие по замыкающей изогипсе -4095 м с размерами 2,45х1,48 км и амплитудой 30 м.

По кровле коллектора тиманско-пашийских отложений, в пределах изучаемого участка также сохраняется преемственность структурного плана. В центральном блоке, в сводовой части сложной пликативно-дизъюнктивной приподнятой зоны обособляется брахиантиклиналь северо-восточной ориентировки и пликативная составляющая увеличивается. Размеры складки по замыкающей изогипсе -3910 м составляют 2,5х1,25 км с амплитудой более 30 м. В южном блоке отчетливо вырисовывается приподнятая зона северо-западной ориентировки по изогипсе -3920 м с размерами 2,25х0,95 км и амплитудой 10 м. Она состоит из двух разделенных седловиной структур, незамкнутых в пределах исследуемого месторождения.

Структура средне-, верхнедевонских отложений осложнена многочисленными приподнятыми и погруженными участками, поднятия осложнены большим количеством тектонических нарушений, что свидетельствует о развитии ловушек структурного (комбинированного) типа.

Перелюбское месторождение входит в состав Бузулукской нефтегазоносной области Волго-Уральской провинции [3].

На Перелюбском месторождении установлено наличие УВ в шести объектах различной стратиграфической приуроченности [4]:

- нефти – в тиманско-пашийских, бобриковских и башкирских отложениях;
- газа с конденсатом – в воробьевских, ардатовских, тиманско-пашийских и окских отложениях.

Наименее изученными и наиболее значимыми по запасам являются залежи девонских отложений.

Выявленная залежь в песчаниках воробьевского возраста по морфологии является пластовой, сводовой, тектонически экранированной. По фазовому состоянию в пластовых условиях и основному составу углеводородных соединений – это однофазная газоконденсатная залежь.

Коллектор вскрыт скважиной №2, где он представлен песчаником серым, кварцевым, мелкозернистым. Покрышкой служат аргиллиты, лежащие в кровле воробьевского горизонта. Положение ГВК воробьевской залежи в плане условно принято на абс. отметке -4126 м.

В контуре подсчета разведанных запасов расположена скв. №2; запасы категории C_2 подсчитаны в контуре изогипсы -4126 м, за вычетом участка разведанных запасов категории C_1 .

Выявленная залежь в песчаниках ардатовского возраста по морфологии резервуара является пластовой сводовой, тектонически экранированной; по фазовому состоянию в условиях пласта – однофазной, газоконденсатной.

Пластом-коллектором является песчаник кварцевый, мелкозернистый залегающий в скважине №2 в интервале 4113,4–4126,3 м (-4029-4041,9 м). Покрышкой служат аргиллиты муллинского возраста.

Положение ГВК ардатовской залежи в плане условно принято на абс. отметке -4068,7 м.

В контуре подсчета разведанных запасов расположена скважина №2; запасы категории C_2 подсчитаны в контуре изогипсы -4068,7 м, за вычетом участка разведанных запасов категории C_1 . В целом в контуре залежи расположены скважины №№2 и 9, за контуром – скважины №№3, 8, 10.

Выявленная тиманско-пашийская залежь по типу строения резервуара относится к пластовой сводовой, тектонически экранированной; по фазовому состоянию в пластовых условиях – двухфазная, газоконденсатная с нефтяной оторочкой.

Коллекторы представлены песчаниками кварцево-полевошпатовыми. Покрышкой служат аргиллиты плотные, местами известковистые, расположенные в кровле горизонта.

Газонасыщенная часть залежи вскрыта в скважинах №№2, 8, 9, нефтяная оторочка - в скважине №8. Положение ГНК в плане принято на абс. отметке – 3972 м.

Исходя из приведённой структуры запасов и значительной степени фактической выработанности запасов C_1 (73% от находящихся на государственном балансе) по основной тиманско-пашийской залежи, следует, что проектирование пробной эксплуатации и разведочное бурение необходимо планировать в целом по месторождению в основном на запасы категории C_2 (81%). Доля извлекаемых запасов категории C_2 по залежам, которые планируется вовлечь в пробную эксплуатацию составляет соответственно: тиманско-пашийской – 70%, ардаатовской - 61% и воробьёвской - 66%.

Начальные извлекаемые запасы категории C_1 составляют 2578 тыс.т у.т., а извлекаемые запасы категории C_2 составляют 6844 тыс.т у.т. [5].

Как следует из изложенного выше, значительная часть площади в пределах месторождения слабо изучена, и запасы здесь в большей степени оценены по категории C_2 . На месторождении выделяются нефте- и газонасыщенные залежи в воробьёвском, ардаатовском, тиманском и пашийском горизонтах. Тиманско-пашийская залежь является наиболее значимой за счет полученной добычи из скв. №№2, 9. Наименее изученными являются воробьёвский и ардаатовский горизонты. Залежи пластово-сводовые, тектонически экранированные.

Перелюбское месторождение имеет сложное геологическое строение. Структура воробьёвских, ардаатовских, тиманско-пашийских продуктивных отложений имеет блоковое строение, разбита разрывными нарушениями на самостоятельные блоки. Положительные структуры выявленные в отдельных блоках свидетельствует о перспективности поисков залежей в ловушках структурного и неструктурного типа в этом районе. Пластами-коллекторами являются песчаники кварцевые, покрышками служат муллинские глины и саргаевские плотные известняки. Залежи пластовые сводовые, тектонически экранированные. Продуктивные толщи обладают низкими значениями фильтрационно-емкостных свойств, невыдержаны по толщине, экранированы многочисленными тектоническими нарушениями. Месторождение является недоразведанным.

Характер распространения продуктивных пластов по площади Перелюбского месторождения, их связи друг с другом и законтурной областью к настоящему времени изучены слабо. Фонд пробуренных скважин сосредоточен в присводовых частях структур, в то время как северо-западная и юго-восточная переклинали процессом бурения не охвачены. Осуществляемый в настоящее время принцип выработки отдельных участков залежей нежелателен, так как это может привести к сложному распределению остаточных запасов нефти и их потерям в недрах.

В связи с этим рекомендуется доразведка Перелюбского месторождения.

Целью разведочного бурения является уточнение строения залежей Перелюбского месторождения.

Задачи, решаемые в процессе доразведки:

- уточнение характера распространения продуктивных пропластков в юго-восточном и восточном направлениях;
- уточнение нефте- и газонасыщенных толщин;
- уточнение емкостно-фильтрационных свойств продуктивных отложений;
- уточнение подсчетных параметров;
- приращение запасов категории C_1 выявленных залежей и в целом по месторождению;
- уточнение добывных возможностей залежей.

На Перелюбском месторождении рекомендуется заложение 3-х разведочных скважин №№4, 6, 7, которые решают задачи доразведки девонских залежей.

Скважина №5 расположена на западе и уже имеет забой 1500м, находится в бурении, уточнит границы воробьевской и ардатовской залежей, параметры тимано-пашийской залежи. Целью бурения этой скважины является подтверждение наличия обширной зоны нефтеносности, расположенной в области схождения северного и южного структурообразующих тектонических нарушений. Скважина №5 решает задачу прироста запасов категории C_1 в западной части тиманско-пашийской залежи.

Скважина №4 рекомендуется к заложению в центральном блоке южнее от скважины №2 и юго-восточнее от скважины №9 на склоне купола, с проектной глубиной 4250 м и проектным горизонтом чернорапским. Скважина решает прямую разведочную задачу перевода запасов категории C_2 в C_1 по воробьевской и ардаповской залежам. Скважина №4 закладывается в чисто газовой зоне и позволит уточнить положение внутреннего контура газоносности, произвести прирост запасов газа по категории C_1 .

Скважина №6, закладывается в центре структуры восточнее от скважины №5, на одной линии со скважиной №4 образуя 2-й эксплуатационный ряд по тиманско-пашийской залежи, с проектной глубиной 4100 м и проектным горизонтом муллинским. Скважина №6 закладывается в газовой зоне с подстилающей нефтяной оторочкой. Запасы нефтяной оторочки в этой зоне оценены по категории C_2 .

Скважина №7 закладывается на юге структуры в пределах брахиантиклинальной складки северо-западной ориентировки, с проектной глубиной 4100 м и проектным горизонтом муллинским. Она позволит в тиманско-пашийском объекте, в случае получения положительных результатов установить единое поле запасов по категории C_1 со скважиной №8 по нефтяной части залежи и прирастить запасы категории C_1 по газовой части залежи.

В рекомендуемых скважинах необходимо провести стандартный комплекс геолого-геофизических исследований.

Заключение

Анализ материалов по геологическому строению и нефтегазоносности Перелюбского месторождения позволяет сделать следующие выводы:

- на территории Перелюбского месторождения ловушки выявлены в средне- и верхнедевонских отложениях и являются структурными;
- залежи установлены в отложениях воробьевского, ардаповского, тиманского-пашийского горизонтов;
- доля извлекаемых запасов категории C_2 по залежам, которые планируется вовлечь в пробную эксплуатацию составляет соответст-

венно: тиманско-пашийской – 70%, ардаатовской - 61% и воробьевской - 66%. Начальные извлекаемые запасы категории C_1 составляют 2578тыс.т у.т, а извлекаемые запасы категории C_2 составляют 6844тыс.т у.т.

С целью уточнения строения залежей и обоснования доразведки Перелюбского месторождения предлагается провести разведочное бурение трех скважин №4 - с проектной глубиной 4250м и проектным горизонтом черноярским, №№6,7 с проектной глубиной 4100м и проектным горизонтом муллинским.

Положительные результаты бурения позволят получить информацию о подсчетных параметрах выявленных залежей, уточнить их строение, приростить запасы категории C_1 и более обосновано вести эксплуатацию Перелюбского месторождения.

Список использованных источников:

1. Востряков А.П. «Тектоническое строение Саратовского Заволжья. Москва. 1981.
2. Шебалдин В.П., Никитин Ю.И. и др. "Тектоника и перспективы нефтегазоносности Саратовской области". Фонды ОАО «Саратовнефтегаз». Саратов, 1993.
3. Колотухин А.Т., Астаркин С.В., Логинова М.П. Нефтегазоносные провинции России и сопредельных стран. Учебное пособие.- Саратов, ООО Издательский Центр «Наука», 2013.
4. Зайдельсон М.И., Вайнбаум С.Я., Копрова Н.А. и др. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области // Т.У Куйбышевское Поволжье. М.: Недра, 1973.
5. Инструкция по применению классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов, ГКЗ СССР, Москва, 1984.